

4. Апасов, Г.Т. Применение комплексного метода для восстановления продуктивности скважин: Материалы VIII науч.-техн. конф. «Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) / Г.Т. Апасов, Т.К. Апасов, Г.А. Дунамалян. Тюмень, 2014. – Том 1 – С. 276–281.
5. Апасов Т.К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири/Тюмень, 2015 г. – 186 с.
6. Ахметов А.А. Эффективность применения многостадийного гидравлического разрыва пласта // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: сборник трудов международной научно-технической конференции в 2-х т. 2019. – М: Уфимский государственный нефтяной технический университет (Уфа). – 2019. – с.19–21.
7. Баженова Т.К. Битуминозные толщи России и оценка ресурсов углеводородов // Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные источники углеводородного сырья. Проблемы, перспективы, прогнозы: сб. докл. Международной конф. (г. Санкт-Петербург, 6 – 10 июля 2015 г.). – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2015.
8. Гайдамакина В.Н. Комплексный метод интенсификации притока нефти // Научный форум. Сибирь. – М: М-центр (Тюмень). – 2018. – №1. – т.4 – с. 13–14.
9. Дубинский Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов // Геология. Известия отделения наук о земле и природных ресурсов академии наук Республики Башкортостан. – Уфа: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт геологии Уфимского научного центра Российской академии наук, № 21. – 2015. – с.70–74.
10. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – С. 689.

ВНЕДРЕНИЕ ИНГИБИТОРА АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НОВОГО СОСТАВА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»

В.А. Бутошина¹, А.В. Сидоренко³, К.Г. Федюшкин²

Научный руководитель - доцент М.В. Мищенко

¹ООО «Альтаир», г. Томск, Россия,

²АО «Томскнефть» ВНК, г. Томск, Россия

³Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Статистические данные аварийных ситуаций, возникающих на нефтяных промыслах, свидетельствуют о том, что в тройку наиболее часто встречающихся причин отказа оборудования, являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), механические примеси и солеотложения. Основная причина аварийных ситуаций на месторождении «Х» в насосно-компрессорных трубах, в затрубном пространстве и в транспортировочных линиях, вызвана АСПО. Своевременные и технологически правильные мероприятия по борьбе и предотвращению образования АСПО, позволят увеличить межремонтный период, что положительно отразится на себестоимости продукции [1, 4, 6].

К выбору метода борьбы с АСПО стоит подходить индивидуально, учитывая особенности состава нефти каждого конкретного месторождения. Данные особенности выражаются в изменении компонентного состава нефти и их процентного содержания от месторождения к месторождению, и зависит от группового углеводородного состава нефтей (парафины (П), смолы (С), асфальтены (А)). Анализ группового углеводородного состава нефтей показал зависимость одной группы компонентов от другой, чем больше одних, тем меньше других. Данная особенность обуславливается зависимостью от взаимного воздействия парафинов, смол и асфальтенов находящихся в нефти до момента их выделения в отложения [4, 5].

Так же исследования показали, что химические процессы, происходящие при кристаллизации парафинов в нефти, а также структура кристаллической решётки и температура насыщения нефти парафинами, сильно зависят от процентного содержания парафинов, асфальтенов и смол в исходной продукции [1, 3, 7].

В таблице 1 представлен групповой углеводородный состав нефти месторождения «Х».

Таблица 1

Групповой углеводородный состав нефти месторождения «Х»

Групповой углеводородный состав	Содержание, % масс
Парафины (П)	6,6
Смолы (С)	7,9
Асфальтены (А)	1,2

Полученные данные подтверждают то, что нефть месторождения «Х» является высокопарафинистой, а содержание асфальтенов ничтожно мало. При кристаллизации парафины формируют непрерывную сетку аналогично широкой ленте. В данном варианте адгезионные свойства парафина усиливаются в несколько раз, и его возможность «прилипать» к твёрдым поверхностям существенно ускоряется. Кроме того, из-за низкого содержания асфальтенов сокристаллизация парафиновых молекул с алкильными цепочками асфальтенов практически отсутствует, в результате чего образования точечной структуры, при которой парафин перераспределяется между множеством мелких центров и выделения парафинов на поверхности существенно уменьшается, а в некоторых случаях и вовсе не происходит [1]. Все это приводит к активному отложению парафинов на поверхности скважинного оборудования.

К химическим обработкам скважин разных месторождений необходимо подходить строго индивидуально. Нельзя полностью рассчитывать применения ингибитора «СНПХ-7821» на стороннем месторождении, поскольку стороннее месторождение и месторождение «Х» существенно различаются по составу. Данное заключение ведёт к необходимости создания нового ингибитора АСПО.

Ингибитор АСПО «СНПХ-7821» имеет следующий состав:

- гексан (50%);
- толуол (40%);
- этилбензол (8%);
- диэтилбензол (2%).

Создание нового ингибитора АСПО влечёт за собой подбор оптимального по свойствам и стоимости состава [2]. В лабораторных условиях в качестве ингибитора АСПО была опробована смесь состава:

- гексан (40%);
- толуол (60%).

Для дальнейшей оценки эффективности полученного ингибитора нового состава (далее – ИНС) были проведены аналогичные испытания. Результаты представлены в таблицах 2.

Таблица 2

Результаты испытания ингибитора нового состава на нефти месторождения «Х» (скв.175, 4-й куст)

Наименование показателя	Нефть	Нефть + 1/2· рабочей дозировки	Нефть + рабочая дозировка	Нефть + 3/2 рабочей дозировки	Нефть + 2 рабочей дозировки
1. Температура застывания, °С	-13	-14	-16	-17	-20
2. Вязкость, сСт	7,8	7,8	7,6	7,5	7,2
3. Защитный эффект парафиновых отложений, %	-	52	68	70	76

Результаты испытаний наглядно представлены на графиках 1-3.

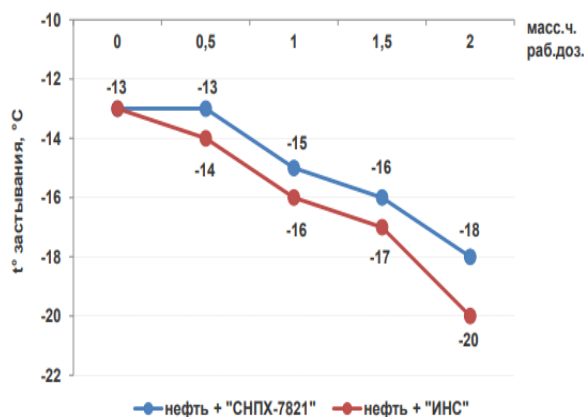


Рис.1 Зависимость t° застывания нефти от концентрации ингибитора (175-я скважина 4-го куста)

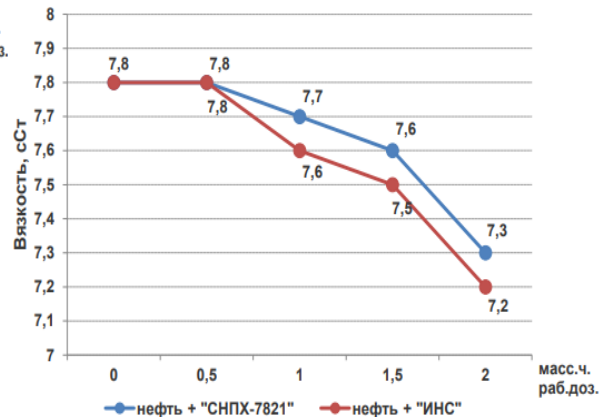


Рис.2 Зависимость вязкости нефти от концентрации ингибитора (175-я скважина 4-го куста)

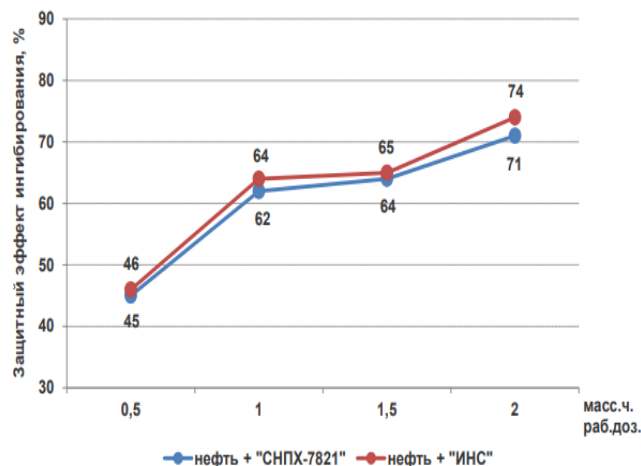


Рис.3 Зависимость защитного эффекта ингибирования от концентрации ингибитора (175-я скважина 4-го куста)

Выводы. В ходе выполнения данной работы изучены состав и свойства ингибитора АСПО «СНПХ-7821». На первоначальном этапе подбора оптимального состава ингибитора 40 % гексана и 60 % толуола – уже получены положительные результаты: показатели температуры застывания улучшились на 6,5 %, вязкости – на 2,7 %, защитного эффекта ингибирования на 2,4 %. На данный момент разработка нового состава ингибитора продолжается, создан план по подбору оптимального количественного и качественного соотношения компонентов ингибитора, планируется проведение лабораторных исследований и – в случае положительного эффекта – опытно-промышленные испытания на скважинах с малым дебитом.

Литература

1. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал нефтегазовое дело – Уфа, 2011. – № 1 – С. 268–284.
2. Ингибитор парафинидагидратоотложений СНПХ-2821 по ТУ 2858-172-057470-2011.
3. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
4. Рочева Е.В. Методы борьбы с осложнениями, связанными с АСПО // Новая наука: от идеи к результату – Уфа, 2017. – № 1–3. – С. 40–42
5. Трофимов А.С. Новая технология Majorpack для увеличения СНО НКТ на осложненном фонде скважин: Инженерная практика / Трофимов, А. С. – Москва, 2012. №1 – 74 с.
6. Экспериментальные методы исследования парафинистых нефтей / Под ред. К.Д. Ашмяна. – «ВНИИнефть», 2004. – 108 с.
7. Gorshkov A.M., Pham T., Shishmina L.V., Chekantseva L.V. The influence of dispersing additive on the paraffin crystallization in model systems (Article number 012044) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015 – V. 27. – P. 1–7.

ПОДГОТОВКА ГАЗА МЕТОДОМ АБСОРБЦИИ

Д.А. Бычков

Научный руководитель - доцент С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Целью данной работы является поиск новейших технологий физико-математического моделирования процесс абсорбционной осушки природного газа.

Природный газ, как он используется потребителями, сильно отличается от природного газа, который подается из-под земли до устья скважины. Хотя переработка природного газа во многих отношениях менее сложна, чем переработка и переработка сырой нефти, она в равной степени необходима и перед ее использованием конечными потребителями.

В простой компрессионной газоперерабатывающей установке сырой газ загружается в входной скруббер, откуда удаляются захваченные жидкости. Затем газ последовательно сжимается и охлаждается. При повышении давления и понижении температуры конденсат в газе конденсируется. Если в охладителях образуется жидкость, то газ может находиться в точке росы по отношению к воде или углеводородам. Это может привести к образованию ледяных газовых гидратов, которые могут вызвать трудности в работе установки и должны быть предотвращены от образования, чтобы избежать проблем при последующей транспортировке. Предотвращение гидратации достигается путем введения раствора гликоля в технологический поток для поглощения любой растворенной воды. Обезвоженный газ проходит через технологический поток, а раствор гликоля, содержащий поглощенную воду, нагревается для испарения воды и затем повторно используется.

Другой метод обезвоживания включает пропускание сырого газа через ряд колонн, заполненных твердым осушающим материалом. Конденсат, растворенный в газе, адсорбируется на осушителе, и сухой газ выходит для дальнейшей переработки. Метод абсорбции (GACR), используемый в нефтегазовой промышленности для газожидкостной межфазной области в реакторных системах, впервые адаптирован для измерения эффективной воздушно-водной межфазной области природных пористых сред. Эксперименты проводились с использованием метода GACR, а также двух стандартных методов (рентгеновской микротомографической визуализации и межфазного секционирования tracer tests) для сравнения, используя модельные стеклянные шарики и натуральный песок. Результаты серии экспериментов, проведенных в идентичных условиях, показали, что метод GACR обладает отличной повторяемостью для поддержания постоянной насыщенности водой и для измерения межфазной площади (AIA). Коэффициенты вариации для АИА составили 3,5% для стеклянных шариков и 11% для песка. Плексиглас был использован для того чтобы изготовить тело намоченной колонны стены для того чтобы сделать процесс потока падающей пленки видимым. Длина и наружный диаметр трубки из нержавеющей стали составляли соответственно 3,15 дюйма и 11,15 дюйма. Он был установлен внутри концентрической стеклянной трубки диаметром 3/2 дюйма. Эта экспериментальная установка состоит из испытательной секции абсорбера, резервуара для хранения, расходомеров жидкости и газа, индикатора давления (PI) и регулятора температуры (TIC).

Система содержит газ, содержащий компонент, который может вступать в реакцию с реагентом, присутствующим в газосмешиваемой жидкости, причем жидкофазный реагент нерастворим в газе. Количество газовой составляющей, которая переходит в жидкость (поглощение), является функцией площади межфазной поверхности газ-жидкость, массообменных свойств и скорости реакции. Если скорость реакции достаточно высока, то газовая составляющая будет потребляться сразу же после переноса в жидкость (т. е. на жидкой стороне границы раздела газ-жидкость), без дополнительной реакции внутри объемной жидкости. При этом условии истощение